Renovación de la Represa y Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra

ROBERTO MAISONNAVE
Académico Ingeniero Industrial

BREVE HISTORIA

La obra y su inauguración

Este aprovechamiento está ubicado en el centro del país, sobre el río Negro. El lugar es conocido como "Rincón del Bonete" y queda aguas arriba de la ciudad de Paso de los Toros, de la cual dista 15 km. por carretera.

La obra fue proyectada por el Ing. Adolf LUDIN, de Berlín, por encargo del Ministerio de Obras Públicas. El proyecto fue presentado el 3 de diciembre de 1933. Proponía dos etapas de ejecución: una primera con coronación de los diques laterales a 84.30 m cero local y nivel normal superior de 80,00 m; la segunda etapa, definitiva, se preveía para 86.90 y 83.00 m. respectivamente.

Las obras principales se adjudicaron por licitación pública a un consorcio de empresas alemanas y subsidiarias argentinas, consorcio llamado "Consal" (1). El contrato se firmó el 15 de abril de 1937.

La segunda guerra mundial, declarada el 1o. de setiembre de 1939, determinó la interrupción de los suministros; en particular, de la mayor parte de la maquinaria y equipos eléctricos. Finalmente la ruptura de relaciones diplomáticas con Alemania, condujo a la rescisión del contrato con el "Consal", el 7 de mayo de 1942.

La Comisión Técnica y Financiera de las Obras Hidroeléctricas del Rio Negro, o "Rione" encaró la terminación de los trabajos que habían estado a cargo del "Consal".

Se realizaron gestiones ante el gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, nación ya involucrada en la guerra. Estas gestiones lograron las autorizaciones de dicho gobierno para el suministro de los equipos y materiales necesarios para culminar las obras. Los montajes y trabajos restantes se realizaron en régimen de administración directa por la "Rione", con el concurso de un excelente equipo de ingenieros y técnicos nacionales.

La consecuencia más importante de la conflagración mundial fue, aparte de un considerable retraso en la construcción, el uso de materiales y equipos con especificaciones de emergencia por razones estratégicas; en general escaseces de materiales, prioridades de fabricación, etc.

El 21 de diciembre de 1945 se inauguraron las obras con la puesta en marcha provisoria del grupo generador No. 2. Sucesivamente entraron en servicio efectivo: el grupo No. 2 el 26 de diciembre de 1945; el grupo No. 1 el 5 de enero de 1947; el No. 3 el 19 de octubre de 1948 y el No. 4 el 24 de diciembre de 1948. Culminaba así la primera etapa del proyecto concebido por el Ing. LUDIN, 11 años después de iniciados los trabajos, con más de 5 años de retraso.

En la época existía grave escasez de energía. La guerra mundial absorbía el abastecimiento de combustible y además dificultaba su transporte. Para atender las necesidades de las centrales de vapor se echó mano de cualquier recurso: leña, coquitos, "expellers", etc. Pero muchos de estos recursos estaban también afectados por otras necesidades; era algo común ver automóviles con gasógenos a base de carbón de leña y en algún caso se usaba alcohol etílico.

Y precisamente, en las etapas finales de la construcción se registró la más prolongada sequía intensa. En la cuenca de Rincón del Bonete abarcó desde noviembre de 1942 hasta julio de 1946.

Ello demoró considerable-

(1) J.M.Voith GmbH; Siemens Schuckertwerke A.G.; Allgemeine Elektricitaets Gesellschaft A.G. (A.E.G.), Compañía General de Obras Públicas (Geope) y Siemens Bauunion K.G., más algunas subcontratistas entre ellas la Maschinenfabrik Augsburg Nürnberg (M.A.N.).

mente el llenado del embalse.

El cierre de la derivación provisoria en el dique comenzó en noviembre de 1944 y se completó el 12 de enero de 1945.

Para el 26 de diciembre de 1945 sólo se había alcanzado el nivel 72,42 m cero local. Posteriormente, con el uso de agua para generar energía, y por la evaporación y filtración en el embalse, se llegó a 70,18 m cero local el 3 de agosto de 1946.

Los aportes de agua hasta agosto de 1946 no hubieran permitido mantener plena carga en la última unidad generadora disponible. Pero otra circunstancia también impedía trabajar a pleno. En efecto no fue posible hacer el paralelo con las centrales de Montevideo hasta el 5 de noviembre de 1946, por atrasos en los suministros de diversos equipos accesorios.

La crecida de 1959

El sino reservaba aún a este aprovechamiento una adversidad, pero de signo opuesto y de extrema dureza.

Como consecuencia de precipitaciones de intensidad extraordinaria, ocurridas principalmente en la cuenca de Rincón del Bonete, se produjo la mayor crecida registrada en ese lugar.

Las estimaciones realizadas por diversos especialistas dan para esa crecida un caudal máximo instantáneo de 15.400 a 18.100 m3/s. El volumen total fue estimado entre 15.100 y 18.800 hm3. Los valores más probables se han fijado en 16.000 m3/s y 18.200 hm3.

Frente a esos valores se debe considerar la situación de las obras en ese momento. La coronación de los diques de ambas márgenes alcanzaba el nivel 84.30 m cero local, de acuerdo con lo estipulado en la primera etapa del proyecto original. La capacidad de retención para regulación de crecidas era de 5.400 hm3, sin considerar resguardo alguno. La capacidad de desagüe del aliviadero llegaba a 4.500 m3/s para ese nivel, a lo que podía agregarse 600 m3/s de descarga por las 4 turbinas funcionando a plena potencia.

El nivel aguas arriba alcanzó el máximo, 85,02 m cero local, el 23 de abril de 1959, 72 cm por sobre la coronación.

Inundación de la Central.

En estas circunstancias, cuando unos días antes resultó evidente que se produciría el desborde de los diques laterales, se iniciaron una serie de acciones destinadas a enfrentar la crisis que se avecinaba.

EL HORMIGON MEJOR ARMADO.

En Losas, Pantallas y Pavimentos



Adm. y Ventas: Andes 1409. P.1
Tel.*98 63 76 - Montevideo
Fábrica: Av. Gral. F. Rivera S/N
Ciudad de Canelones



El 17 de abril el gobierno decretó una zona de emergencia aguas abajo y se tomaron las siguientes providencias:

1o) Evacuación total de la ciudad de Paso de los Toros, cumplida entre la noche del 17 de abril y el día 18, así como de la población de Rincón del Bonete, cumplida entre el 18 y 21 de abril;

2o) demolición de un dique lateral para derivar parte de la crecida y así disminuir el derrame sobre el dique principal; este derrame al caer al pie del muro podía descalzarlo con riesgo de su estabilidad;

3o) se procedió a la inundación controlada de la sala de máquinas para evitar la caída violenta de las aguas sobre los equipos al rebasarse el nivel de los accesos desde aguas abajo; en efecto los umbrales respectivos están a 64.90 m cero local, varios metros sobre el piso de la sala de turbinas;

4o) salvatajes varios; previsiones para la posterior recuperación;

5o) evacuación del personal restante en la Central, el 20 y 21 de abril; ya entonces Rincón del Bonete era una isla desde unos días atrás;

6o) medición de niveles y observación del fenómeno por visitas diarias.

El día 24 de abril el nivel aguas abajo alcanzó 67.50 m cero local. Quedaron sumergidos bajo varios metros de agua los alternadores, excitatrices, turbinas, equipos de regulación y todos los auxiliares de la sala de máquinas.

El agua cubrió incluso el grupo generador de emergencia y los talleres. Las subestaciones principal y de servicios propios fueron cubiertas parcialmente y sufrieron además el embate del oleaje debido a la descarga extraordinaria del aliviadero. Este oleaje, de más de 10 metros de altura y paralelo al eje del dique, llegó a mover los transformadores y también destruyó parte de los accesos de aguas abajo, ya antes de cubrirlos. Ello impidió completar ciertas acciones de salvataje.

La recuperación

Las tareas correspondientes a la rehabilitación del aprovechamiento se realizaron por U.T.E., con personal propio, tanto en las obras civiles como en las instalaciones eléctricas y mecanicas. Para estas se contó durante cierto tiempo con el concurso de técnicos de montaje, uno por la fábrica de las turbinas y otro por la parte de los generadores. Este último fue sustituido por otro especializado en bobinado, a partir de cierta etapa de las tareas.

Parte de los trabajos relacionados con la obra civil e hidráulica exigieron una etapa previa de estudios, cumplida tanto por ingenieros nacionales como por grupos de consultores extranjeros. Implicaron la realización de ensayos en modelo por la Facultad de Ingeniería, estudios hidrometeorológicos, etc., que condujeron a importantes modificaciones del proyecto y a extensas obras correctivas. Estas fueron llevadas a cabo por equipos de U.T.E. en forma exclusiva.

Dado que en el proyecto de renovación en curso, las obras civiles son afectadas solo muy marginalmente, no entraré en detalles sobre estas modificaciones. Solo diré que previeron una posible repetición del fenómeno, algo incrementado y desplazado a su posición más desfavorable sobre la cuenca.

Los trabajos esenciales de recuperación de los equipos electromecánicos comenzaron unas dos semanas después de su inundación. Consistieron en desmontajes parciales o totales para permitir el cambio de piezas dañadas en forma irrecuperable, reparación de otras, eliminación de limos y agua, lubricación, secado de bobinados, cables y aislaciones diversas. Todo ello con posterior montaje, ajuste y verificación de funcionamiento.

En las turbinas solo fue necesario un desmontaje superficial. Sus órganos principales, inmersos en lubricantes, apenas resultaron penetrados por el agua pese a haber estado sumergidos unos 12 metros más de los normal durante cerca de 20 días.

En los alternadores luego de los trabajos sobre las partes mecánicas y accesorios, se intentó el secado por funcionamiento en corto circuito, en dos de ellos.

En el primero no se alcanzó suficiente seguridad en la aislación por lo cual se procedió a rebobinarlo, previo desmontaje del rotor.

A un segundo alternador, mediante trabajos conducidos exclusivamente por ingenieros de U.T.E., se logró ponerlo en funcionamiento por un período de dos años aproximadamente. Al cabo de ese período, ante indicios de degradación de la aislación, se rebobinó por personal de la Administración.

En los dos grupos restantes, se procedió directamente al rebobinado, por disponerse ya en el momento oportuno de los repuestos necesarios en cantidades suficientes.

Las instalaciones de regulación y las auxiliares, fueron desarmadas totalmente.

Cabe señalar aquí que las existencias de repuestos eran insuficientes para atender los cuatro grupos generadores. Por tratarse de su mayoría de partes específicas, los pedidos cursados a los fabricantes tenían

importantes demoras de fabricación.

Ello condujo a un proceso de escalonamiento en la recuperación de los grupos generadores y sus respectivos auxiliares. Las piezas sustituídas en un primer grupo eran sometidas a un proceso de reparación y empleadas subsiguientemente en otro grupo, y así sucesivamente.

Las fechas de entrada en servicio de los grupos recuperados fueron: U II: 21/3/60; U III: 26/3/60; U I: 26/4/60 y U IV: 29/6/60.

Tareas posteriores

Aprovechando las detenciones planificadas regularmente para atender tareas de mantenimiento de rutina, se fueron sustituyendo muchas de las piezas recuperadas anteriormente.

En efecto, la necesidad de repararlas en forma expeditiva, dada la urgencia inicial, determinó que presentaran posteriormente confiabilidades de desempeño dudosas o aún deficientes.

En general, la producción hidroeléctrica cesante por indisponibilidad de los equipos. implica su sustitución por energía de origen termoeléctrico, de elevado valor marginal. Resulta así apremiante mantener la máxima disponibilidad de las instalaciones hidroeléctricas.

Las variaciones de la demanda de energía o de la disponibilidad de caudales hídricos, permiten planificar el mantenimiento de modo de propender a la reducción de la indisponibilidad de los equipos. Pero para lograr una planificación efectiva, desde este punto de vista, resulta indispensable obtener y mantener una adecuada confiabilidad de cada componente según su relativa importancia.

Los criterios seguidos en este sentido son el mantenimiento predictivo y la modificación de los diseños, siempre por supuesto sobre una base económica.

Entre los trabajos más importantes encarados dentro del primer criterio se incluyó el ya citado rebobinado del estator del alternador III, cumplido entre el 18 de marzo y el 19 de mayo de 1962.

Como ejemplo de aplicación del segundo criterio se puede mencionar el cambio de los reguladores centrífugos de velocidad. Se sustituyeron los articulados a cojinetes de bolas por los de suspención a resortes, lo que permitió reducir drásticamente las indisponibilidades por mantenimiento respectivas.

MOTIVOS DE LA RENOVACION

Fallas importantes

A partir del 14/10/70, se comenzó a utilizar las unidades generadoras a plena sobrecarga por largos períodos. Esta situación afecto tanto a los alternadores como a las turbinas.

El concepto de sobrecarga es diferente en cada maquinaria.

Para los alternadores, el aspecto crítico es el calentamiento de la aislación estatórica. El principal factor es el calor por efecto Joule en los conductores. Como prácticamente la tensión resulta impuesta y varía muy poco, en definitiva la potencia aparente en bornes del alternador es el límite de uso práctico por el que se guía el operador.

Así se toma como base aquella potencia aparente que produce un calentamiento



SIDERÚRGICA LAISA S.A.

• HIERRO REDONDO PARA LA CONSTRUCCION
• ANGULOS, PLANCHUELAS y CUADRADOS

OFICINAS: CAMINO SANTOS DUMONT 2239
PLANTA INDUSTRIAL: TENIENTE GALEANO 2250
TELS.: 22-30-90 – 22-31-62 – 22-35-37 – 22-35-59 – 22-41-24
TELEX 26950 - FAX 225133 - CASILLA DE CORREO: D.5 - N° 15043

aceptable desde el punto de vista de la duración útil física de la aislación.

Otros límites son necesarios, los derivados de los esfuerzos mecánicos a que se encuentran sometidas las diversas partes y sobre todo los esfuerzos cíclicos termoelásticos impuestos por los ritmos diarios de la demanda eléctrica. Los efectos de estos últimos son acumulativos y pueden llegar a hacerse progresivos.

En el caso de las turbinas, el principal límite viene impuesto por el descenso de la presión estática en los pasajes hidráulicos, al transformarse la energía potencial residual del agua en energía cinética. Prácticamente existe un caudal máximo admisible, con lo cual, al reducirse el salto hidráulico disponible en el aprovechamiento, se reduce la potencia permisible.

La depresión excesiva provoca la cavitación, cuyos efectos principales en nuestro caso se manifiestan como vibraciones mecánicas violentas y como erosión característica en ciertas partes de las superficies bañadas por el agua. Este último efecto progresa en forma exponencial al extenderse la cavitación, por la alteración de los filetes líquidos en las zonas erosionadas. Con ello aumentan las vibraciones y sus efectos colaterales.

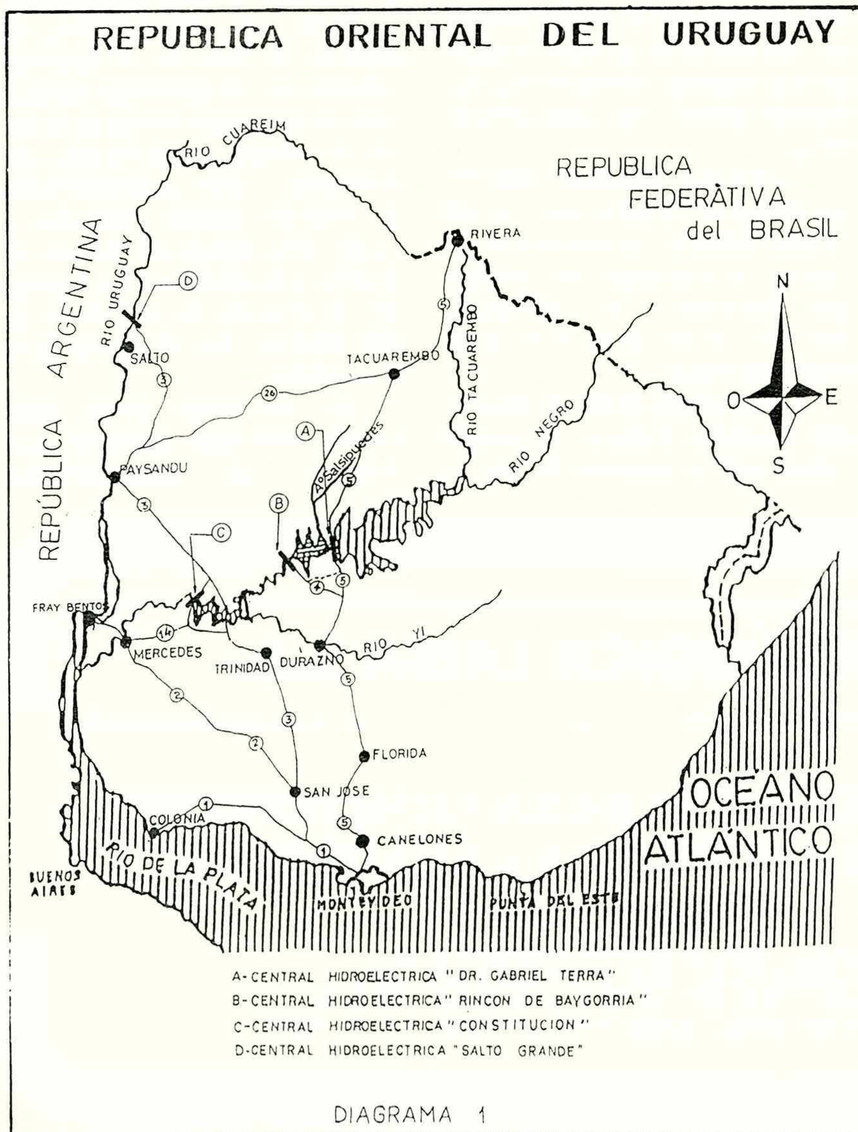


DIAGRAMA 1

En los hechos, los aumentos de potencia y energía obtenidos forzando los límites de carga normales derivan en producción cesante al incrementar el mantenimiento rutinario y al aparecer la necesidad de reparaciones, a veces intempestiva y urgente.

En enero de 1972, se constató el desprendimiento de parte del blindaje metálico del primer tramo del difusor en la turbina III así como erosiones por cavitación muy severas. Las reparaciones insumieron 1200 Kg de electrodos para relleno por soldadura y 126 días.

En febrero de 1975, en ocasión de inspecciones de rutina se comprobó nuevamente desprendimiento en el primer tramo del difusor de la turbina III. Su reparación insumió unos 30 días.

En octubre de 1975, la necesidad de reparar una falla de la aislación del bobirado estatórico del grupo III obligó a una detención no planificada, es decir, forzada. En tales casos es norma aprovechar la oportunidad para realizar todas las inspecciones y mantenimientos que no impliquen aumento de indisponibilidad, salvo que se comprueben daños reales o potenciales peligrosos. En dicha ocasión se comprobó nuevo desprendimiento del blindaje metálico en el difusor. Su reparación insumió unos 20 días, simultáneos pero menos que para la reparación del bobinado.

En enero de 1976, se constató análogo desperfecto en el difusor del grupo II. La reparación abarcó del 6 de enero al 3 de abril del mismo año, o sea 88 días.

Para los alternadores, el forzado de los límites normales de carga provoca, según dije, la disminución de la vida útil de la aislación. Este defecto puede haber influido en las fallas reite-

ELECTRIFICACION RURAL

Nuestro país es el más electrificado de América del Sur, desde el momento en que el 90 o/o de sus viviendas cuentan con servicio de energía eléctrica.

Pese a ello, lejos de contentarse con ese lugar de privilegio, UTE procura reducir al mínimo lo que aún queda por electrificar.

Las zonas que aún no cuentan con electricidad son rurales o pequeños centros poblados, generalmente alejados de las principales ciudades del interior.

Por definición, se entiende por Electrificación Rural a todo suministro de energía eléctrica en cualquier punto del país, con exclusión de las zonas urbanas y suburbanas y el servicio a determinados grandes consumidores aislados que son de tipo industrial.

Por lo general, se procura dar electricidad prioritariamente a aquellas zonas donde hay explotaciones de cultivos intensivos (que requieren maquinaria o abundante riego), tambos, etc. Pero también se lleva a pequeños centros poblados, donde prácticamente la finalidad primordial es acercar el confort de la vida moderna a sus habitantes.

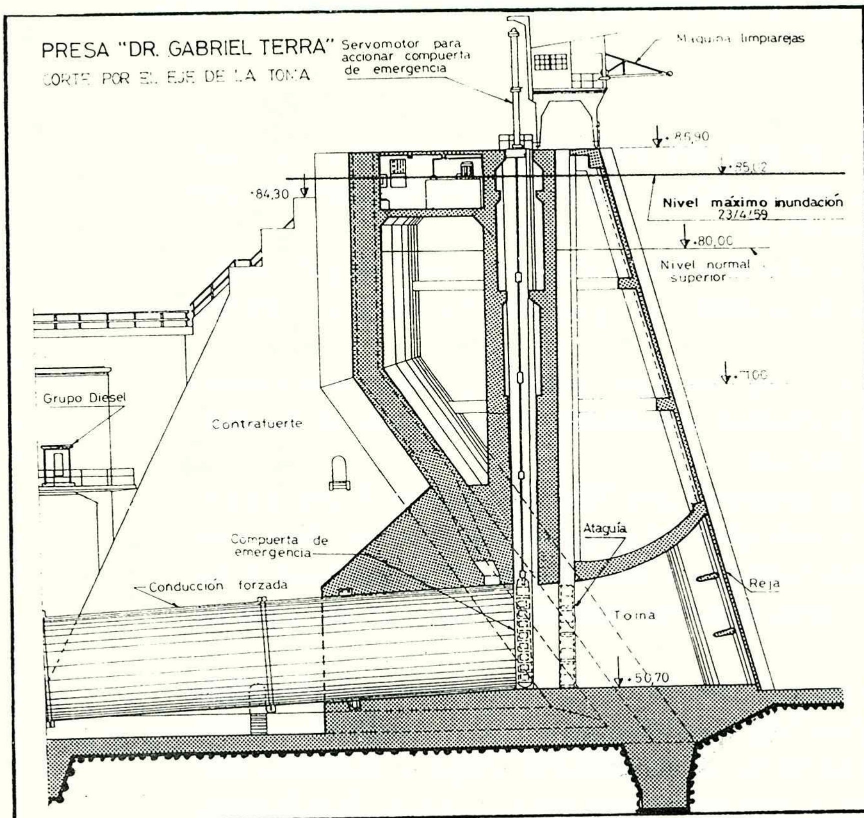
Todo ello está enmarcado en una política general de la empresa eléctrica del país, que apunta a promover el asentamiento de la población rural en su medio.

En el período 1985-1990, UTE tendió 5.000 km de líneas de Electrificación Rural, llevando su total a 17.750 km. Es decir que lo realizado en los últimos 5 años, representa el 40 o/o de dicho total.

Para incrementar las posibilidades de los usuarios y solicitantes de electrificación en zonas rurales, en breve se aprobará el reglamento del sistema cooperativo para operar la electrificación en el interior del país.

El sistema, que se aplicará a algunas obras ya en curso, implica la entrega por parte de UTE, de bloques de energía en media tensión. A la cooperativa le competerán las tareas de mantenimiento y operación de las redes en baja tensión, así como la medición, facturación y cobranza individual.

A través de este sistema, se procura extender las redes de energía en forma significativa, sin que ello implique aumentar inconvenientemente el ámbito de participación del Estado.



radas ocurridas en la aislación del grupo III, en 1975 y en 1981. En la primera oportunidad fue necesario eliminar 3 bobinas y en la segunda 2 bobinas sobre las 378 que tienen estos alternadores. Los trabajos de reparación en el primer caso insumieron 33 días. En el segundo caso abarcaron 30 días a partir de 28 de marzo de 1981.

En 1978 se produjo una falla intempestiva en el cojinete de empuje del grupo I, con arrastre severo del metal antifricción, lo que obligó a cambiar las placas, trabajo que insumió 91 días.

En el diagrama 3 puede observarse el efecto de las fallas comentadas sobre la indisponibilidad total.

Las fallas que he comentado son aquellas individualmente más importantes desde el punto de vista de la indisponibilidad forzada. Hacia 1976, las consecuencias de las mismas, unidas a diversas constataciones relacionadas con el estado de los diferentes componentes de los alternadores y turbinas, llevaron a revisar los criterios de conducción y operación de las máquinas en particular los límites de potencia y las secuencias de toma de potencia.

Con ello se buscaba disminuir la indisponibilidad total, pero principalmente la imprevista o forzada.

Limitaciones en la conducción y operación de la maquinaria.

Conviene analizar el diagrama 3 para aclarar mejor las circunstancias que intenta resumir.

En primer lugar, existe un período anual de menores demandas diarias de potencia y energía, en razón de mayor duración de la luz natural, mayor temperatura media y disminución de actividades por las vacaciones de verano y otoño. Este período se inicia en setiembre - octubre y termina en marzo - abril.

Dicho período es preferido para efectuar las reparaciones y matenimientos prolongados de los equipos de generación eléctrica que requieran detener su producción.

De acuerdo con la historia e indicios recogidos durante los meses previos, se determinan prioridades y un programa de detenciones de grupos tanto térmicos como hidroeléctricos.

Resultan entonces años calendario con muy poca indisponibilidad y otros con indisponibilidad casi doble de la media; tal es el caso del año 1975 como ejemplo típico.

Recordemos la revisión de los criterios de conducción. Se pusieron en vigor a partir del 21 de octubre de 1976 y dieron lugar a un aumento de la disponibilidad media a partir de 1980, una vez corregidos los principales desperfectos acumulados hasta 1976.

Los tiempos prolongados de paralización derivados de las grandes reparaciones conducen a desplazar parte de las inspecciones y mantenimiento de rutina en los restantes grupos generadores, al siguiente año calendario.

Tal lo ocurrido a comienzos del año 1979. A ello se sumó el adelanto del programa de reparaciones correspondiente al verano 1980, realizado en la primavera de 1979 para aprovechar la escasez de agua reinante en ese período. Esta causa viene a distorsionar el diagrama por razones exógenas al estado de la maquinaria.

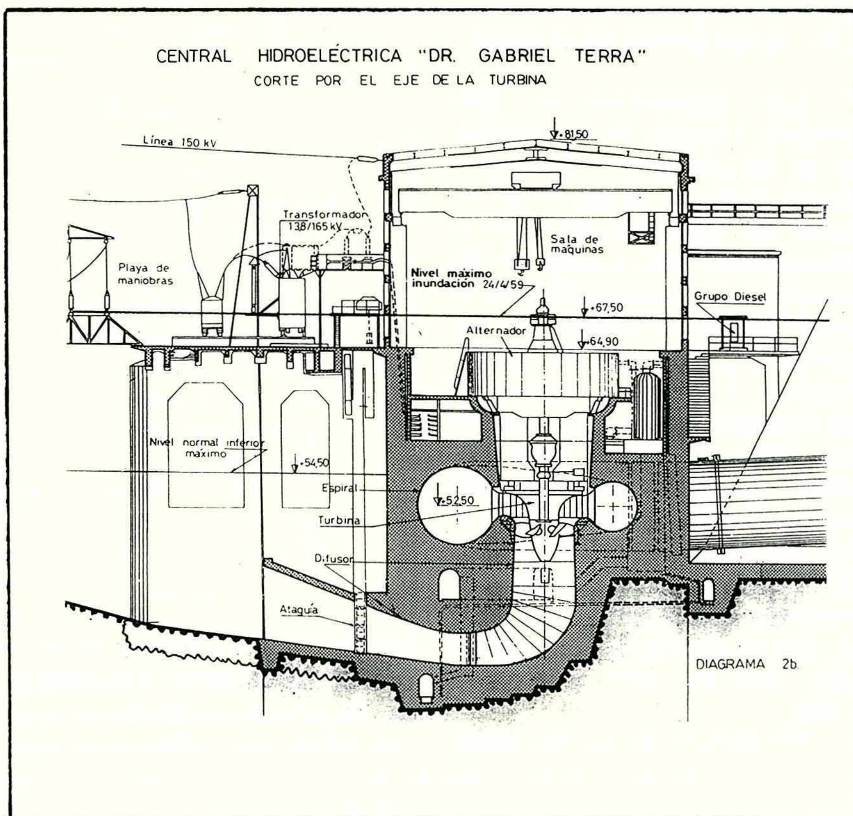
En el diagrama 4 podemos señalar dos períodos con clara tendencia a crecimiento de la indisponibilidad total. Suponiendo que no se hubiera adelantado el programa de reparaciones del verano 1980, tendríamos el diagrama 5, en el cual se ha repartido por igual la suma de indisponibilidades de 1979 y 1980. Puede observarse que se

modifican algo las tendencias en ambos períodos pero sin perder sus características fundamentales.

La elevada indisponibilidad del año 1984 se debió a la realización de detalladas inspecciones de los grupos destinadas a formular un diagnóstico sobre el cual basar el programa de detalle de la renovación. Este diagnóstico incluyó las obras civiles.

La rotura de un vástago en la compuerta de emergencia, ubicada en la toma de agua del grupo No. 1, unida a los mantenimientos de rutina, provoca la elevada indisponibilidad del año 1987. En efecto, insumió 64 días de parada adicional.

Finalmente, la tendencia general de los 18 años consideramos es virtualmente la misma en ambos diagramas y aparece una leve tendencia a crecer pese a la medida tomada a fines de





MANTENIMIENTO Y TECNOLOGIA INDUSTRIAL S.A.

Servicios de mantenimiento predictivo especializado:

* análisis de vibraciones
* balanceo de rotores en el sitio
* medida de espesores por ultrasonidos
* evaluaciones de máquinas
* Programas de abono de mantenimiento periódico

Algunas experiencias cumplidas:

* "Enderezado" dinámico de peines de cardas (sobrecríticos)
* Evaluación de defectos incipientes en molinos de cemento
* Solución de problemas de fundación en motores de gran porte
* Diagnóstico de daños incipientes en compresores a tornillo (frío y aire comprimido) y reciprocantes
* Diagnóstico de trafiladoras de tubos
* Certificaciones (internacionales) de estado de máquinas
* Medida de pulsaciones en las paredes de una caldera de gran porte

P.O.Box 6330 **República Dominicana 3007, 1er piso** **Tel.: 808042**
Montevideo, 11600, URUGUAY **Telefax: 808042**

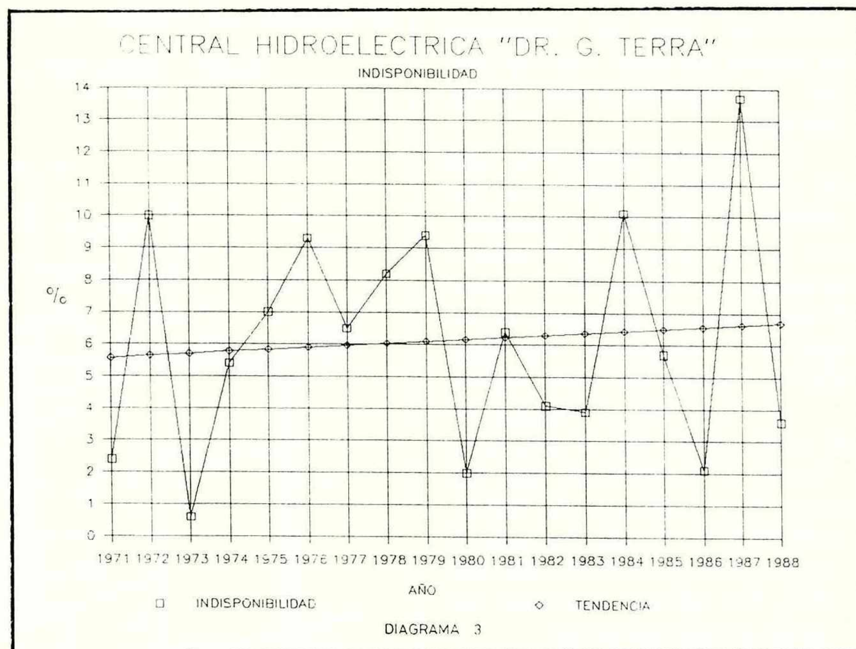


DIAGRAMA 3

1976 con respecto a la conducción de los grupos generadores.

Los diagnósticos de 1984 llevaron a tomar, el 15 de agosto de ese año, una medida complementaria con la del 21 de octubre de 1976. Se dispusieron limitaciones más severas en las condiciones de conducción y de carga de los alternadores. En particular, el estado de las aislaciones y de los laminados magnéticos en los estatores de los grupos No. 3 y 4, llevó a limitar las potencias aparentes máximas respectivas a 84 o/o y 89 o/o de las normales (30,4 y 32 MVA versus 36,8 MVA). Se recuerda que el grupo No. 3 tuvo dos accidentes en sus bobinados, uno en 1975 y otro en 1980.

En definitiva, las restricciones de conducción y operación de los grupos generadores parecen haber disminuido la tendencia global creciente de la indisponibilidad, pero a costa de la producción y de la flexibilidad en la operación.

Uno de los objetivos a cumplir por la renovación es precisamente restablecer esas posibilidades: disponibilidad, potencia y velocidad de toma de carga.

La obsolescencia.

La economía del mantenimiento debe tener en cuenta el valor de sustitución de la producción cesante. En el caso de las centrales hidroeléctricas este costo resulta a menudo muy elevado.

En la mayoría de las actividades industriales al cesar la producción cesan los gastos de materias primas y otros insumos, e incluso disminuye el desgaste de los equipos en forma notable.

En una obra hidroeléctrica los costos por estar generando energía o por estar detenida son prácticamente iguales. El "combustible" es gratuito aunque su suministro es fuertemente aleatorio.

De todo ello se comprende la gran importancia económica

INDISPONIBILIDAD C. H. "DR. GABRIEL TERRA" – 1971 – 1988

AÑO	INDISP. TOTAL	COMENTARIOS
1971	2.40	
1972	10.00	Cavitación 1200 Kg. y desprendimiento chapas UIII
1973	0.60	
1974	5.40	
1975	7.00	Bobinas y desprendimiento chapas UIII
1976	9.30	Desprendimiento chapas UII y UIII
1977	6.50	
1978	8.20	Cojinete Empuje UI
1979	9.40	Reparaciones adelantadas por escasez de agua
1980	2.00	
1981	6.50	Bobinas UIII
1982	4.10	
1983	3.90	
1984	10.10	Fallas tubos de engrase Farval y diagnóstico EDF
1985	5.70	Pintura compuerta de rodillos
1986	2.10	
1987	13.70	Rotura vástago compuerta de Rodillos UI
1988	3.60	

de una alta disponibilidad pero más aún de una alta confiabilidad.

Para lograrlas es útil disponer de suficientes subconjuntos y elementos accesorios de repuesto. Estos se cambian rápidamente durante las paradas programadas rutinarias. Luego se procede a reparar lo retirado del servicio para reciclarlo sin necesidad de prolongar la detención de la producción.

Pero el reciclado tiene un límite. Las vidas útiles prácticas de estos elementos son en general bastante menores que los equipos principales.

El cambio tecnológico hace que a medida que transcurre el tiempo se haga más difícil obtener repuestos y aumente su costo.

En muchos casos se recurre a adaptaciones, modificaciones o fabricación más o menos artesanal. Pero todo ello resulta muy costoso por tratarse de la fabricación o adaptación de unas pocas unidades.

Además, en todas las alternativas suele perderse confiabilidad y durabilidad. Aumenta así el número de intervenciones y su extensión, y aparece una mayor proporción de fallos in-

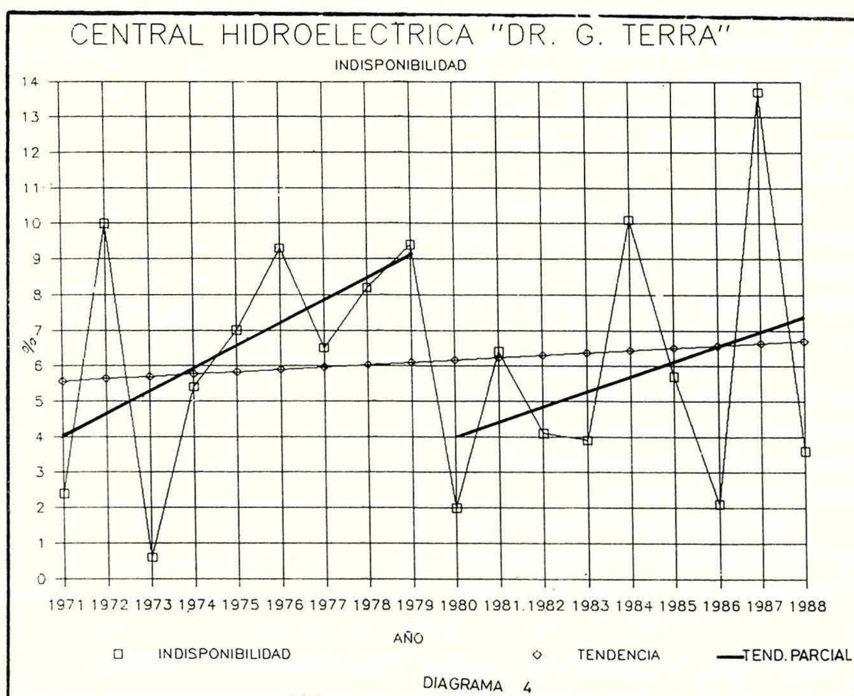


DIAGRAMA 4

tempestivos, no planificados y por tanto más costosos.

Pero también se pierde confiabilidad por las naturales procesos de envejecimiento: fatiga; corrosión; oxidación; desgaste por fricción; etc.

Algunos de los efectos de estos procesos no se detectan por los procedimientos prácticos corrientes de mantenimiento preventivo y predictivo.

Como ejemplo puede citarse la interrupción de continuidad en algunos conductores; fracturas de piezas mecánicas; corrosiones y desgates en piezas inaccesibles sin un desarme completo, desarme cuyo costo es excesivo.

El apremio por devolver al servicio la maquinaria, obliga frecuentemente a efectuar reparaciones someras de emergencia.

Desde un punto de vista práctico no siempre es posible



- INGENIERIA INDUSTRIAL.
- INGENIERIA ELECTROMECANICA.
- INGENIERIA CIVIL.
- PROYECTOS AGROINDUSTRIALES.
- PROYECTOS DE INVERSION.
- PROYECTOS, SUPERVISION Y DIRECCION DE OBRAS.

CONSULTORIA Y SERVICIOS DE INGENIERIA S.R.L.

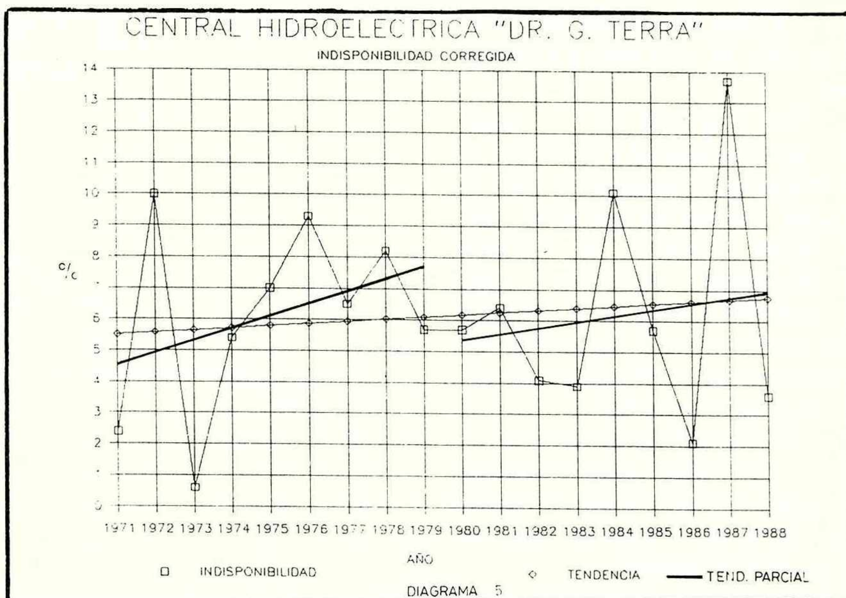
RIO BRANCO 1342 Of.501 - Telef. 92 10 66 - Fax. 92 10 66
Casilla de Correo N° 768 - Telex: XOIOX UY 22339
Montevideo - Uruguay

mantener las características y capacidades deseables. Se hace así necesario adoptar medidas similares a las ya citadas de octubre de 1976 y agosto de 1984.

Se multiplican además los fallos en funcionamiento, cuyas consecuencias suelen afectar otras piezas cuyo estado era normal hasta ese momento.

Y no menos importante desde este punto de vista, es la posibilidad de disminuir los tiempos y otros insumos necesarios para mantenimiento.

Como ejemplo puede citarse: la sustitución de las empaquetaduras de trenza textil por



CENTRAL HIDROELECTRICA "DR. GABRIEL TERRA"

NUMERO DE HORAS DE MARCHA Y ENERGIA GENERADA

Número de horas de marcha

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
Desde 12 hrs. del	5/ENE/1947	26/DIC/1945	19/OCT/1948	24/DIC/1948	
hasta 31/DIC/60	81637	100291	79879	72008	
hasta 31/DIC/70	137374	168584	141624	139654	
hasta 31/DIC/80	202187	236865	202112	205928	
hasta 31/DIC/88	261037	296136	266627	275482	1099282

Número de horas del período

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
	368976	377076	352404	350820	1448376

Factor de servicio

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
	0.7092	0.7853	0.7566	0.7853	0.7590

Energía generada (MWh)

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
Desde 12 hrs. del	5/ENE/1947	26/DIC/1945	19/OCT/1948	24/DIC/1948	
hasta 2/JUL/79	4717000	5277000	4810060	4814998	
hasta 31/DIC/88	6511518	7059944	6563645	6655843	26790950

Energía generable en el período a 32 MW (MWh)

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
	11778432	12066432	11276928	11226240	46348032

Factor de capacidad operativa

	UI	UII	UIII	UIV	TOTAL
	0,5528	0,5851	0,5820	0,5929	0.5780

Saceem

Una empresa altamente tecnificada
apoyando en todos los campos
la CONSTRUCCION del futuro
URUGUAY.

Sede:
Treinta y Tres 1468
Tel.: 96 02 08 (5 líneas)

Depósitos y Talleres:
Carlos A. López 4774
Tel. 22 48 12 (3 líneas)

Télex: UY 22316
Telegramas: ENTRAVIDEO
Telefax: 96 39 39

- PLANTAS AGROINDUSTRIALES
- CENTRALES ELECTRICAS
- VIVIENDAS y EDIFICIOS
- LINEAS y SUBESTACIONES ELECTRICAS
- SUMINISTROS Y MONTAJES ELECTROMECANICOS
- PUENTES y CARRETERAS
- PLANTAS de AGUA POTABLE
- TRATAMIENTO de AGUAS RESIDUALES
- REDES TELEFONICAS

Asesoramiento de SPIE BATIGNOLLES, primer grupo pluridisciplinario francés.

juntas obturadoras de materiales sintéticos dispuestas en forma de labio o anillo "o". Así también la sustitución de generadores de corriente continua electromecánicos por dispositivos de electrónica de potencia en excitatrices y en cargadores de baterías, o la electrónica digital en protecciones, mandos y automatismos, sustituyendo dispositivos electromagnéticos, hidráulicos, mecánicos y otros.

Adecuación de características y diseños.

Como ya mencioné, el proyecto original de la obra preveía una segunda etapa con nivel normal superior del embalse a 83,00 m. cero local.

El remanso debido a la construcción de Baygorria provocó una pérdida de salto hidráulico de unos 2 a 3 metros por aumento del nivel aguas abajo.

La segunda etapa hubiera permitido compensar esa pérdida, que es del orden del 12 por ciento.

Pero a raíz de los estudios hidrológicos realizados luego de la crecida de 1959, se determinó la necesidad de aumentar la capacidad de retención de crecidas.

Con este fin se elevó la coronación de los diques laterales a 86.90 m cero local, pero se mantuvo el nivel normal superior en 80,0 m cero local.

En adelante las turbinas deberían trabajar con un salto hidráulico menor que el de proyecto. Estas condiciones se mantendrán por muchos años y, quizás, por el resto de vida util de las turbinas renovadas, según surge de los estudios económicos de alternativas realizados.

Otro aspecto se refiere a las características del sistema de excitación de los alternadores. El sistema actual está constituido por un regulador electromecánico, con excitatrices piloto y principal. Estas son dínamos rotatorios directamente acoplados en el eje principal.

La velocidad de respuesta eléctrica es inadecuada frente a las exigencias del sistema interconectado de generación y trasmisión.

La potencia de este sistema ha aumentado enormemente con el agregado de Palmar y Salto Grande y, sobre todo, con la interconexión con el Sistema Argentino.

La concepción de diversos equipos hidráulicos implica condiciones de mantenimiento con importantes dificultades.

Para la puesta en seco de las turbinas y las conducciones forzadas es necesario colocar ataguías en las bocas de descarga de los difusores. Las maniobras de colocación y retiro insumen unas 30 o 40 horas de indisponibilidad en cada grupo y oportunidad.

Las rejas de las tomas de agua carecen de elementos de sustitución. Su mantenimiento obligaría a la detención del grupo respectivo, si bien hasta el momento su estado de conservación no ha obligado a ejecutar esta operación en ningún caso. El tiempo probable de paralización de cada grupo puede estimarse en unos dos meses, con gran incertidumbre pues hace 45 años que no han sido retiradas.

Las compuertas del alivadero carecen de previsiones para colocar ataguías. Con ello, las operaciones de mantenimiento suelen ser interrumpidas por las variaciones de nivel del embalse. En todo caso sólo pueden encararse si ese nivel es suficientemente bajo. Pero el nivel puede crecer en materia de muy pocos días. Ello dificulta enormemente la programación de cualquier trabajo y provoca pérdidas. Hay partes de las compuertas, en particular los rodillos, que nunca fueron desarmados.

Esta lista de inadecuaciones sólo señala las más importantes, tanto en los equipos hidráulicos como en los eléctricos o los mecánicos.

Razones de oportunidad

La mayoría de los trabajos correctivos definitivos señalados, implican paralización sensible de la producción.

Un cambio de bobinado insumiría, para cada alternador, un mes de paralización. Con el estado actual del laminado magnético estatórico se lograría a lo sumo una extensión de vida útil de 10 años.

Al cabo de estos diez años será ya imprescindible el cambio del laminado magnético y entre tanto se habrá arriesgado una falla en marcha de características graves. El cambio del laminado magnético demandaría unos cinco meses de paralización de cada grupo.

Casi todos los álabes de turbina presentan fisuras. Su corrección o sustitución requiere el desarme completo de cada grupo. Este trabajo nunca fue realizado en nuestras centrales hidroeléctricas. Requeriría en cada turbina no menos de ocho meses y el cambio de gran número de piezas para cumplir este desarme y volver a poner en funcionamiento.

La mayoría de las reparaciones y posibilidades de corrección o mejora detectadas, no justifican por si solas el cese de producción y los otros costos implícitos.

Surge así la necesidad y conveniencia de coordinar todos los diversos trabajos. Se solapan los diferentes tiempos requeridos en un único cronograma con una gran economía de tiempo, pero también de trabajo y otros insumos al desarmar

y armar una única vez.

Es también la forma de garantizar un complemento de vida útil razonable y armónico de todas las partes y subconjuntos.

La presencia de los contratistas o subcontratistas puede aprovecharse para realizar otros trabajos aunque no impliquen cese de producción. Aquí cabe citar la modificación del aliviadero para proveer ataguías u otra solución para facilitar su adecuado mantenimiento, así como la realización simultánea de éste. Estos trabajos son ambos completamente independientes de los que se realizarán en la Central y en la toma de agua en cuanto a su programación, pero caen dentro de similares especializaciones.

Otra ventaja no despreciable, es la posibilidad de obtener uniformidad de equipos y partes. Esta uniformidad simplifica el posterior mantenimiento y reduce las necesidades de existencias de repuestos.

La seguridad

Por cierto no es el menos importante de los motivos que orientan la idea de la renovación.

Dentro de este marco cabría incluir muchas de las modificaciones y tareas a realizar en cuanto propenden a evitar crisis, fallas o accidentes, susceptibles de provocar pérdidas económicas o infortunios humanos propios o de terceros.

Pero aquí concretamente podemos citar: el desarme completo para detectar vicios ocultos y la sustitución del agua por el anhídrido carbónico en la protección contra incendio de los alternadores, entre otras mejoras similares.

Dentro de este concepto cabe ciertamente la rehabilitación y actualización del sistema de auscultación de los diques y del subsuelo de fundación.

Esta tarea se encuentra ya en curso de ejecución directa por administración.

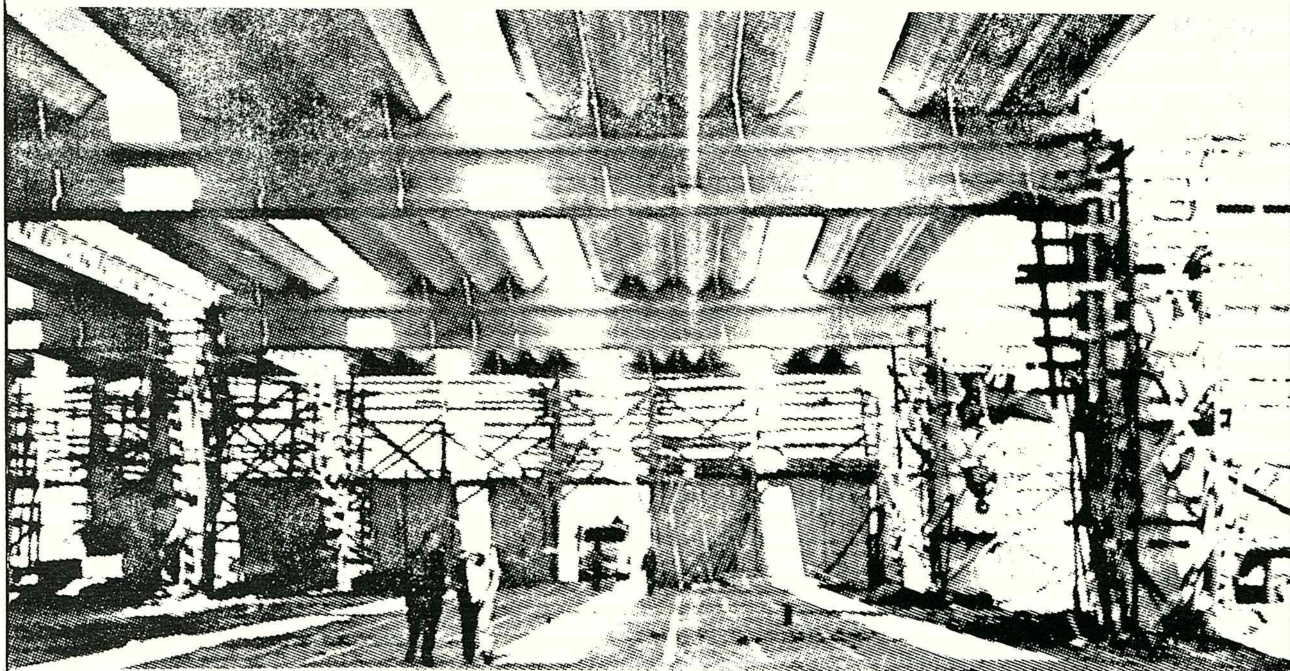
LOS ESQUEMAS CONSIDERADOS

Aparte de las someramente señaladas y otras similares, aparecen varias posibilidades de mejoras más o menos naturalmente.

A fin de agotar el tema se analizaron las distintas alternativas imaginadas dentro de los escenarios previsibles del mercado de energía eléctrica, aplicando técnicas de investigación operativa, en particular, el método de simulación.

Este estudio se limitó a los

PERFIL PLEGADO PRETENSADO HOPRESA



Pinturas INCA
Nave Central de Produccion
Superficie 5000 m² de plegados
Mercedes 1464 Esc. 405 Teléfns. 41 41 10 - 41 32 05

20 años siguientes ya que más allá la incertidumbre del escenario por una parte, y la actualización de beneficios/costos económicos por otra, reducen fuertemente su valor o incidencia, ya por debajo de la precisión necesaria.

Se analizaron así los siguientes anteproyectos esquemáticos principales para los grupos generadores:

1. suprimir los grupos generadores al ocurrir su falla con carácter irreversible;
2. sustituir la central por una totalmente nueva;
3. sustituir los grupos generadores y equipos auxiliares por otros nuevos;
4. conservar algunas partes y subconjuntos de la maquinaria y de algunos equipos auxiliares, y cambiar o reparar lo restante.

Una circunstancia debe tenerse presente al analizar el primer esquema citado. El embalce del Rincón del Bonete, regula el caudal para alimentar los aprovechamientos de Baygorria y "Constitución", (Palmar) situados aguas abajo. Al descender el nivel del embalse debajo de 76.00 m, nivel del umbral del aliviadero, se cortaría el caudal por no disponerse de descargadores de fondo en la presa.

Como opción dentro del esquema No. 1 y para continuar aprovechando los 5 Km3 de capacidad de embalse por debajo de 76.00 m, debe sustituirse las turbinas por descargadores capaces de amortiguar la disipación de la energía potencial del caudal derivado. Por encima de 76.00 m se podría derivar por el aliviadero.

Veamos como surge el esquema No. 2. En el inventario de aprovechamientos hidroeléctricos realizado hacia 1980, se estudió la construcción de una Central adicional, situada en la margen opuesta del río, con 49 MW de potencia. Se extrapoló al costo para una central con un una potencia doble, o sea 98 MW.

Para el esquema No. 3 se consideró el costo de instalar grupos generadores nuevos, con la potencia máxima posible de 160 MW, más los trabajos de demolición y adaptación necesarios en la estructura de obra civil, y la sustitución de los equipos auxiliares en lo correspondiente.

Finalmente dentro del esquema No. 4, sobre la base del diagnóstico y de la historia técnica de los equipos, se determinaron los costos correspondientes a todas las sustituciones, reparaciones, mejoras y modernizaciones justificables, de modo de asegurar una vida útil adicional de 20 años como mínimo.

Como beneficios se atribuyeron a cada esquema los provenientes de la energía obtenible. Como costos los respectivos de cada anteproyecto, menos sus valores residuales al cabo del período considerado, y más los costos de mantenimiento y reposiciones intermedias durante dicho período. Todos los beneficios y costos fueron debidamente actualizados.

Este estudio de factibilidad económica mostró una gran diferencia a favor del anteproyecto No. 4, o sea la renovación y modernización de las actuales instalaciones.

El análisis se completó con un proyecto detallado, su cronograma de ejecución y su estudio de factibilidad financiera.

LA SOLUCION ADOPTADA

Trabajos generales

En todos los casos se realizará un desarme completo, puesta a nuevo de las piezas a retener o sustitución si es el caso, controles, montaje, ajustes, terminaciones, suministro o recuperación de repuestos, pruebas, puesta en marcha, ensayos y período de servicio industrial en garantía.

Turbinas

Se encargan tres opciones respecto del rodete:

1. Renovación con los álabes actuales;
2. renovación con álabes nuevos;
3. rodetes completos nuevos.

Cada solución implica un costo estimado creciente, balanceado por las ventajas a obtener, también crecientes en cuanto a potencia, rendimiento , y adecuación a las condiciones de operación.

La opción a retener dependerá de las características garantizadas y los precios respectivos.

Reguladores de velocidad

Se sustituirán los cabezales electromecánicos actuales por dispositivos electrónicos.

Estos dispositivos sustituirán también diversas funciones actualmente cumplidas por relés y servomecanismos electromagnéticos, hidráulicos y mecánicos.

Se logrará un funcionamiento más ajustado de las turbinas Kaplan, mejor aprovechamiento de los caudales hídricos en todas las condiciones de operación, y mayor seguridad y confiabilidad.

De hecho significará una mejora del rendimiento de operación, diferente del rendimiento del ensayo.

Como alternativa se admite la sustitución de los circuitos

hidráulicos y elementos mecánicos del sistema de regulación, excepto los servomotores principales.

Alternadores

Se sutituirá el circuito magnético, el bobinado estatórico y diversos accesorios, incluido todo el sistema de excitación y regulación de tensión.

Ello permitirá aumentar la potencia hasta 40 MVA contínuos, que corresponden a 38 MW, límite mecánico impuesto por el eje. El valor actual es 36,8 MVA en régimen de sobrecarga, en el grupo 3 y 32 MVA en el grupo 4, desde el 15 de agosto de 1984, en razón del estado de la aislación en sus bobinados estatóricos, según he expresado antes.

Se sustituirá el sistema de extinción de incendic actual de agua por uno de anhídrido carbónico.

Instalaciones eléctricas y auxiliares

Comprende la totalidad de las instalaciones de mando, control y protección, e instalaciones de fuerza, aire comprimido, ventilación, incendio, etc.

Estas intervenciones se justifican por razones de obsolescencia y adecuación, entre varias otras.

Transformadores de potencia

Los transformadores de servicio propio 13,8/0,38 kV se conservan, mientras que los principales de 13,8/165 kV por carecer de confiabilidad, serán sustituídos por administración

Instalaciones de la presa

Se agregarán cierres de servicio y equipos de manipulación en el aliviadero, que carece de tales elementos, a fin de permitir su adecuado mantenimiento, como ya expliqué.

En las compuertas se sustituyen los elementos de sellado de madera por caucho sintético y se realiza mantenimiento completo.

En las tomas de agua se encara el mantenimiento completo y seguridad, así como varios trabajos en los equipos de manipulación, servomotores, y otros, incluyendo las conducciones forzadas y las compuertas de emergencia.

Por similitud en las características de estos trabajos, si bien corresponden a la central, en los difusores de las turbinas se ir-

Con Articor el futuro ya está construído

Articor es el cemento para albañilería que sustituye la mezcla de cal y cemento utilizada en los morteros comunes. Es ideal para todo tipo de trabajos; y su gran plasticidad y adherencia permiten ahorrar tiempo y reducir costos.



COMPAÑIA URUGUAYA DE CEMENTO PORTLAND

cluye la modificación o sustitución de los cierres de servicio, o ataguías, comprendiendo una grúa pórtico para su manipulación. En este caso, el objetivo es la reducción drástica del tiempo de colocación y retiro, por su incidencia en la indisponibilidad de los grupos generadores.

Se incluyen también una serie de trabajos subacuáticos de reparación de paramentos, por razones de oportunidad.

CRONOGRAMA DE EJECUCION

Conviene recordar lo señalado a propósito del volumen de embalse situado por debajo del nivel de umbral del aliviadero, para el esquema No. 1 en el apartado 3. A fin de continuar la producción en las centrales situadas aguas abajo, se impone como condición la de retirar de servicio un solo grupo generador por vez para la ejecución de los trabajos de renovación.

Esta condición plantea numerosos problemas de concepción y planificación relativos a las instalaciones comunes a toda la central: sala de comando; instalaciones de alimentación en corriente alterna y en corriente continua; espacio para ubicación de equipos y canalizaciones; mandos y protecciones; etc.

En efecto, se dará el caso de tener funcionando uno o dos grupos renovados, simultáneamente con dos o un grupo en su estado actual. Virtualmente será necesario operar dos centrales de muy diferente tecnología, al mismo tiempo y en el mismo sitio, durante la mitad del período de intervención en la obra.

Otra precaución destinada a evitar pérdida de producción, es la de asegurar que se encuentren disponibles en el lugar todos los insumos que pudieran resultar necesarios para completar una tarea, antes de iniciar cualquier intervención que pueda derivar en cese de producción. Ello previene cualquier inconveniente con los suministros, provenientes del extranjero en su gran mayoría.

La realización total del proyecto, luego de firmado el contato, se estima en unos 5 años si se adjudica la opción 1 de turbina, con los álabes actuales. Para las otras dos opciones, se requiere 15 meses adicionales para permitir la fundición y fabricación de álabes nuevos. Con ello el plazo total alcanza a 6 años y 3 meses.

La intervención sobre cada grupo generador se estima en unos 10 meses, con 2 meses de intervalo para la puesta en servicio y ensayos de recepción.

EL CONCEPTO RECTOR

He tratado de presentar los aspectos salientes de los problemas a resolver y las tareas a encarar, de modo de dar una idea del significado de la renovación. Los documentos del proyecto y las especificaciones de licitación contienen las enumeraciones detalladas correspondientes y resultaría ocioso repetirlas aquí.

La presa y la central están en condiciones razonables de funcionamiento, pero sin mayores garantías en cuanto a su confiabilidad futura.

Evitar una crisis es preferible a intentar paliar sus efectos. Este concepto, dentro de criterios de estricta economía, ha regido todo el desarrollo de este proyecto. Por ello no es ni una rehabilitación ni una reconstrucción, es simplemente una prolongación de su vida útil, una renovación.

Montevideo, octubre de 1989.



SEINCO S.R.L.

SERVICIOS INTERDISCIPLINARIOS DE CONSULTORIA

JUNCAL 1305 - OF. 601 C.P. 11000 - Tel. 96 15 67 - 96 15 65 Télex: 22680 SEINCO UY - Fax: 96 39 62
MONTEVIDEO - URUGUAY

SERVICIOS

- PROYECTOS
- ESTUDIOS E INFORMES
- FACTIBILIDAD
- DIRECCION DE OBRAS
- DOCUMENTOS DE LICITACIONES
- RECEPCION OBRAS
- PLANIFICACION

CAMPOS DE ACTIVIDAD

- INGENIERIA VIAL
- ESTRUCTURAS
- GEOLOGIA
- SISTEMAS CONSTRUCTIVOS PARA VIVIENDAS.
- ECONOMIA
- ARQUITECTURA